

ANALISA PEMBEBANAN DAN BIAYA PRODUKSI ENERGI LISTRIK PADA PLTU BATUBARA

Tomy Hidayat

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Gunadarma, Margonda Raya 100 Depok
16424 telp (021) 78881112, 7863788

Abstraksi : Penulisan ini adalah merupakan gambaran tentang pembebanan yang dilakukan terhadap sebuah Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU). PLTU yang dibahas disini menggunakan bahan bakar Batubara. Pembagian beban pada PLTU Batubara dilakukan setiap hari, karena fungsi dari PLTU Batubara adalah sebagai pemikul beban dasar. Dalam proses pembangkitannya, PLTU Batubara memerlukan biaya yang tidak sedikit. Penulis ingin menganalisa bagaimana pembebanan yang dilakukan terhadap PLTU Batubara khususnya PLTU Suralaya dan PLTU Paiton beserta biaya yang harus dikeluarkan untuk memenuhi target pembebanan yang telah diberikan. Analisa ini meliputi besar pembebanan (MW) dan biaya pembangkitan, yaitu biaya rata-rata penggunaan bahan bakar serta daya yang dihasilkan per hari.

Tanggal Pembuatan : 01 Desember 2005

1. PENDAHULUAN

Naiknya harga bahan bakar belakangan ini sangatlah mempengaruhi kehidupan kelistrikan di Indonesia. Hal ini dikarenakan sebagian ataupun seluruh proses pembangkitan energi listrik memerlukan bahan bakar. Bahan bakar yang diperlukan adalah seperti minyak, batubara dan gas. Jenis bahan bakar tersebut biasa digunakan untuk melakukan pembakaran guna menghasilkan panas setelah dikonversikan pada sebuah pembangkit. Pembangkit yang biasa menggunakan bahan bakar tersebut diatas adalah Pembangkit listrik Tenaga Uap (PLTU).

Secara ekonomis, proses pembangkitan khususnya PLTU haruslah diatur sedemikian rupa agar menjadi lebih murah dan efisien. Pengaturan ini meliputi pembebanan yang diberikan setiap harinya. Seperti yang akan dibahas pada penelitian ini, yaitu pembebanan yang dilakukan pada sebuah PLTU Batubara. Bila dilihat dari segi ekonomis, dan bila dibandingkan dengan jenis PLTU lainnya seperti minyak dan gas, maka PLTU Batubara inilah yang paling murah biaya produksinya. Oleh karena itulah PLTU Batubara dijadikan pemikul beban dasar harian untuk memenuhi kebutuhan listrik Pulau Jawa dan Bali. Namun dalam proses produksi, masih jarang orang yang memikirkan tentang biaya produksi secara terperinci. Kebanyakan orang hanya mengetahui biaya produksi secara keseluruhan. Hal inilah yang menjadi salah satu sebab tidak terkontrolnya biaya produksi. Dari sudut pandang konsumenpun, orang menilai bahwa tarif dasar listrik terlalu mahal, hal ini disebabkan oleh

kurangnya pengetahuan tentang biaya proses produksi energi listrik.

Dari pemandangan kehidupan kelistrikan di Indonesia seperti tersebut di atas, penulis berinisiatif untuk meneliti mengenai pembebanan yang dilakukan terhadap sebuah PLTU Batubara beserta biaya produksi yang dikeluarkan untuk biaya produksi, seperti yang dilakukan pada PLTU Suralaya dan PLTU Paiton.

Pembebanan yang dimaksud di sini adalah berapa besar beban yang harus ditanggung oleh PLTU Batubara. Besarnya nilai pembebanan yang dilakukan terhadap PLTU Batubara dalam seharinya adalah berbeda-beda. Seperti pada PLTU Suralaya dan PLTU Paiton yang berkapasitas 400 MW, PLTU ini mendapat beban sebesar 260 MW pada pukul 00.00 - 08.00, 320 MW pada pukul 08.00 - 18.00 dan pukul 22.00 - 24.00, 400 MW pada pukul 18.00 - 22.00. Data-data ini sesuai dengan yang terdapat pada buku Pembangkitan Energi Listrik.

2. LANDASAN TEORI

2.1 Umum

Pembangkit Listrik Tenaga Uap atau biasa disingkat PLTU adalah sebuah pembangkit tenaga listrik yang mengandalkan uap sebagai penggerak utama turbin dan generator. Dalam PLTU, energi primer yang dikonversikan menjadi energi listrik adalah bahan bakar. Bahan bakar yang digunakan dapat berupa batubara (padat), minyak (cair) atau gas. Ada kalanya PLTU menggunakan kombinasi beberapa macam bahan bakar.

Konversi energi tingkat pertama yang berlangsung dalam PLTU adalah konversi energi primer menjadi energi panas (kalor) yang dilakukan dalam ruang bakar dari ketel uap PLTU. Energi panas ini kemudian dipindahkan kedalam air yang ada dalam pipa ketel untuk menghasilkan uap yang dikumpulkan dalam

drum dari ketel. Uap dari drum ketel dialirkan ke turbin uap. Dalam turbin uap, energi uap dikonversikan menjadi energi mekanis untuk menggerakkan generator, dan pada akhirnya energi mekanik dari turbin uap ini dikonversikan menjadi energi listrik oleh generator.



2.2 Peralatan Untuk Mengoperasikan PLTU

a. Alat Penghilang Garam

Alat ini berguna untuk memurnikan air laut dari mineral-mineralnya, sehingga dihasilkan air murni, dan ditampung didalam tangki air murni. Air laut yang dimasukkan kedalam tangki ini sebelumnya dicampur dengan bahan kimia (chlor) agar air laut tersebut terbebas dari binatang-binatang kecil (microbiologi). Selanjutnya air ini dimurnikan melalui proses pemanasan dengan menggunakan uap dari ketel. Pemanasan air ini dilakukan sampai 6 (enam) kali proses destilasi sehingga dihasilkan air yang benar-benar murni.

b. Alat Pengembun (Kondensor)

Alat ini digunakan untuk mengembunkan uap yang telah dipergunakan untuk memutar turbin. Uap diembunkan dengan jalan mendinginkannya sehingga menjadi air kondensasi. Untuk mendinginkan uap tersebut digunakan air laut yang telah dimurnikan dari microbiologi. Sistem pendinginan pada alat pengembun ini adalah sistem pendinginan terbuka, dimana air laut setelah dipergunakan untuk mendinginkan uap dibuang kembali ke laut. Untuk memudahkan mengalirnya uap pembuangan dari turbin ke alat pengembun, maka alat pengembun harus dibuat vacum dengan menggunakan alat pengusir udara (air ejector).

c. Pemanas Tekanan Rendah (Low Pressure Heater)

Alat ini digunakan untuk memanaskan air yang berasal dari alat pengembun. Air tersebut dipanaskan sampai pada tekanan tertentu dengan menggunakan uap yang berasal dari turbin tekanan rendah.

Uap yang telah dipergunakan untuk memanaskan air di dalam pemanas tekanan rendah dialirkan ke alat pengembun untuk diembunkan.

d. Pengeluar Gas (Deaerator)

Alat ini digunakan untuk mengeluarkan gas-gas yang tidak dapat dikondensasikan, misalnya oksigen yang larut dalam air. Dengan alat ini oksigen yang larut didalam air dapat dikeluarkan dengan jalan memanaskan air tersebut dengan memanfaatkan uap pembuangan turbin tekanan menengah (intermediate Pressure Turbine), sehingga oksigen yang terpisah dari air akan keluar bersama dengan uap pemanas tersebut. Air yang banyak mengandung oksigen akan menimbulkan pengkaratan/korosi.

e. Pompa Pengisi Ketel (Boiler Feed Pump / BFP)

Pompa ini digunakan untuk memompa air panas dari pengeluar gas (deaerator) ke pemanas tekanan tinggi. Kapasitas dari pompa ini adalah cukup besar, yaitu 391,9 Ton/jam. Pompa ini digerakkan oleh motor yang mempunyai kekuatan sebesar 4000 HP, dengan tegangan 4000 V, 3 fasa.

f. Pemanas Tekanan Tinggi (High Pressure Heater)

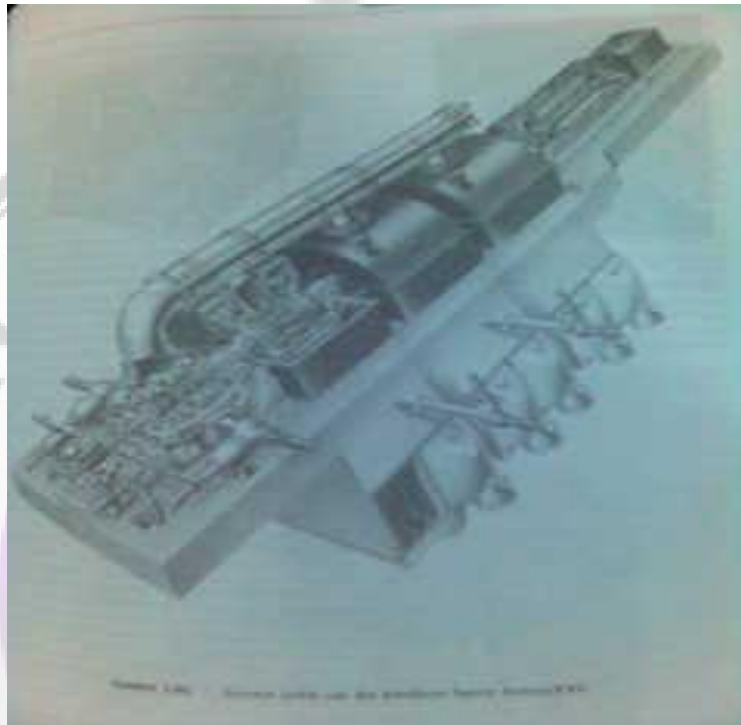
Ada 2 (dua) macam pemanas tekanan tinggi, yaitu pemanas tekanan tinggi tingkat I dan II. Air dari deaerator dipanaskan dalam pemanas tekanan tinggi tingkat I dengan menggunakan uap dari pembuangan turbin tekanan menengah dan selanjutnya air dari pemanas tekanan tinggi tingkat I dipanaskan lagi didalam pemanas tekanan tinggi tingkat II

h. Turbin

dengan menggunakan uap dari pembuangan turbin tekanan tinggi.

g. Ketel Uap (Boiler)

Alat ini digunakan untuk mengubah air menjadi uap dengan melalui proses pemanasan. Sebagai sumber panasnya adalah didapat dari pembakaran bahan bakar.



Gambar 2.2 Susunan Turbin Uap

Alat ini digunakan untuk mengubah energi panas menjadi energi mekanik yang berupa putaran turbin. Putaran turbin inilah yang menggerakkan generator untuk selanjutnya generator dapat menghasilkan energi listrik. Cara kerjanya adalah sebagai berikut :

Uap yang berasal dari ketel setelah melalui pemanas lanjut dialirkan menuju turbin tekanan tinggi. Didalam turbin, uap tersebut akan mengalir melalui ruang diantara sudu-sudu yang terdapat pada turbin. Karena adanya perubahan momentum dari uap, maka akan timbul gaya yang bekerja pada sudu, sehingga turbin akan berputar. Uap yang telah digunakan untuk memutar turbin tekanan tinggi, tekanannya akan turun. Uap yang telah turun tekanannya ini dipergunakan untuk memutar turbin tekanan menengah dengan cara yang sama telah

diuraikan diatas. Uap yang telah digunakan untuk memutar turbin tekanan menengah, tekanannya akan turun lagi dan dimanfaatkan untuk memutar turbin tekanan rendah dengan cara yang sama telah diuraikan di atas. Akhirnya turbin ini akan memutar Generator yang dihubungkan pada poros yang sama dengan turbin tersebut.

i. Pembangkit Listrik (Generator)

Generator digunakan untuk mengubah energi mekanik yang berupa putaran dari turbin menjadi energi listrik. Generator diputar oleh turbin yang dihubungkan pada poros yang sama dengan generator tersebut. Generator yang digunakan pada PLTU biasanya generator sinkron dengan data teknis sebagai berikut:

Tabel 2.1 Spesifikasi Generator PLTU

Spesifikasi	Nilai
-------------	-------

Daya Nominal	250000 KVA
Tegangan	18000 V
Arus	8019 A
Frekuensi	50 Hz
Kecepatan	3000 rpm
Jumlah Kutub	2
Phasa	3
Faktor Daya	0,8

Menurut gambar tersebut, air dipompakan ke dalam drum dan selanjutnya mengalir ke pipa-pipa air yang merupakan dinding ruangan yang mengelilingi ruang bakar ketel. Ke dalam ruang bakar ketel inilah disemprotkan bahan bakar dan udara pembakaran. Bahan bakar yang sudah dicampur dengan udara ini dinyalakan dalam ruang bakar sehingga terjadi pembakaran dalam ruang bakar. Pembakaran dalam ruang bakar ini dilakukan untuk mengubah energi kimia yang terdapat dalam bahan bakar menjadi energi panas (kalori). Energi panas hasil dari pembakaran ini dipindahkan ke air yang ada dalam pipa air ketel melalui proses radiasi, konduksi dan konveksi.

Untuk setiap macam bahan bakar, komposisi perpindahan panas selalu berbeda, misalnya bahan bakar minyak paling banyak memindahkan kalori hasil pembakarannya melalui proses radiasi dibandingkan dengan bahan bakar lainnya. Untuk melakukan pembakaran diperlukan oksigen yang dapat diambil dari udara. Oleh karena itu, diperlukan pasokan udara yang cukup ke dalam ruang bakar. Untuk keperluan memasok udara ke ruang bakar, maka dipasang kipas (ventilator) tekan dan juga kipas hisap yang dipasang pada masing-masing ujung masuknya udara ke ruang bakar dan pada ujung keluarnya udara dari ruang bakar.

Gas hasil pembakaran diruang bakar setelah diberi waktu memindahkan energi panasnya ke air yang ada di dalam pipa air ketel, dialirkan melalui saluran pembuangan gas buang untuk selanjutnya dibuang ke udara melalui cerobong. Gas buang sisa pembakaran ini masih banyak mengandung energi panas karena tidak semua energi panasnya dapat dipindahkan ke air yang ada dalam pipa air ketel. Gas buang yang masih memiliki suhu diatas 400°C ini dimanfaatkan untuk memanaskan beberapa bagian, diantaranya adalah pemanas lanjut (super heater). Di sini, uap basah yang berasal dari tabung utama akan dikeringkan. Panas yang digunakan untuk mengeringkan uap basah tersebut didapat dari gas buang sisa pembakaran. Uap yang telah kering ini digunakan untuk memutar turbin tekanan tinggi. Tujuan

pengeringan uap ini adalah untuk menghindari terjadinya tumbukan antara molekul-molekul air yang terkandung didalam uap dengan sudu-sudu turbin yang mana dapat mengakibatkan pengkaratan/korosi.

Setelah digunakan untuk menggerakkan turbin tekanan tinggi, maka tekanan uap tersebut itu akan menurun. Uap yang telah digunakan untuk menggerakkan turbin tekanan tinggi, sebelum menuju turbin tekanan menengah, dialirkan kembali ke dalam pemanas ulang melalui pipa yang dikelilingi oleh gas buang. Di sini uap akan mengalami kenaikan suhu yang serupa dengan pemanas lanjut. Tujuannya adalah sama, yaitu untuk mengeringkan uap agar tidak terjadi korosi pada turbin. Selain itu juga untuk memanaskan kembali uap yang mana nantinya akan digunakan untuk menggerakkan turbin tekanan menengah.

Setelah dipanaskan lagi pada pemanas ulang, uap ini dipergunakan untuk menggerakkan turbin tekanan menengah. Lagi-lagi sama dengan proses di atas, tekanan uap sesudah dipergunakan untuk memutar turbin tekanan menengah akan menurun. Hal ini dapat dimanfaatkan untuk menggerakkan turbin tekanan rendah.

Pada akhir prosesnya, turbin-turbin yang telah dihubungkan dengan poros-poros yang sama dengan poros milik generator akan menggerakkan generator secara otomatis. Namun tidak sampai di sini saja, setelah menggerakkan turbin uap tadi akan mengalir ke kondensor (alat pengembun). Untuk mengembunkan uap yang keluar dari turbin tekanan rendah, kondensor membutuhkan air sebagai pendingin. Oleh karena itulah, sebagian besar PLTU dibangun di pinggir laut, sebab dapat menggunakan air laut dalam jumlah besar untuk mendinginkan kondensor.

Setelah diembunkan, air akan dipompa kembali ke tangki pengolah air. Di mana dalam tangki ini, ada penambahan air sebagai kompensasi dari kehilangan air yang terjadi karena kebocoran selama proses pembangkitan berlangsung. Selain itu juga, dalam tangki ini air akan diolah agar memenuhi standar mutu yang diinginkan untuk air ketel yaitu menyangkut kandungan NaCl , Cl , O_2 dan derajat keasaman (pH). Barulah dari tangki ini air akan dipompa ke dalam ketel, tetapi terlebih dahulu melewati pemanas awal ketel (economizer). Sebab dari sinilah air akan mengambil panas dari gas buang hingga suhunya bisa lebih tinggi ketika masuk ke pipa air di ruang bakar. Hal ini selanjutnya akan

mengurangi jumlah kalori yang diperlukan untuk proses penguapan (lebih ekonomis).

Di sisi lain, proses pembangkitan ini juga menghasilkan abu yang keluar bersama asap hasil pembakaran melalui cerobong asap. Namun pihak pengelola telah mengantisipasi meluasnya abu tersebut beterbangan ke lingkungan sekitar dengan memasang alat penangkap debu seperti terlihat pada gambar 2.3 berikut



2.4 Masalah Operasi Pada PLTU

Untuk mengoperasikan sebuah PLTU dari keadaan dingin sampai operasi dengan beban penuh, dibutuhkan waktu antara 6 hingga 8 jam. Jika PLTU yang telah beroperasi dihentikan, tetapi uapnya dijaga agar tetap panas dalam drum ketel dengan cara tetap menyalakan api secukupnya untuk menjaga suhu dan tekanan uap ada disekitar nilai operasi yaitu 500°C maka untuk mengoperasikannya kembali sampai beban penuh diperlukan waktu kira-kira 1 jam. Waktu yang lama untuk mengoperasikan PLTU tersebut di atas adalah diperlukan untuk menghasilkan uap dalam jumlah yang cukup untuk operasi (biasanya dinyatakan dalam ton/jam). Selain waktu yang diperlukan untuk menghasilkan uap yang cukup untuk operasi, juga perlu diperhatikan masalah pemuatan bagian-bagian turbin. Sebelum distart, suhu turbin adalah sama dengan suhu ruangan, yaitu sekitar 30°C . Pada waktu start, dialirkan uap dengan suhu sekitar 500°C . Hal ini harus dilakukan secara bertahap agar jangan sampai terjadi pemuatan yang berlebihan dan tidak merata.



2.5 Pemeliharaan

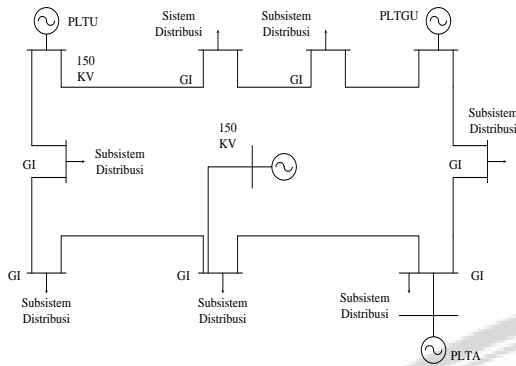
Bagian-bagian PLTU yang memerlukan pemeliharaan secara periodik adalah bagian-bagian yang berhubungan dengan gas buang dan dengan air pendingin, yaitu pipa-pipa kondensor. Pipa-pipa ini semua memerlukan pembersihan secara periodik.

3. Peranan PLTU dalam Pemenuhan Kebutuhan Listrik

3.1 Sistem Interkoneksi

Sistem Interkoneksi adalah sebuah sistem tenaga listrik yang terdiri dari beberapa pusat listrik dan gardu induk (GI) yang dihubungkan satu sama lain melalui sebuah saluran transmisi dan melayani beban yang ada pada seluruh gardu induk.

Gambar 3.1 menggambarkan sebuah contoh sistem interkoneksi yang terdiri dari sebuah PLTA, sebuah PLTU, sebuah PLTG dan sebuah PLTGU serta 7 buah gardu induk yang antara satu sama lain dihubungkan oleh saluran transmisi. Di setiap gardu induk terdapat beban berupa subsistem distribusi. Secara listrik, masing-masing subsistem distribusi tidak terhubung satu dengan yang lainnya. Dalam sistem interkoneksi, semua pembangkit perlu dikontrol agar dicapai biaya pembangkitan yang minimum, tentunya dengan tetap memperhatikan mutu serta keandalan.



Gambar 3.1 Sebuah Contoh Sistem Interkoneksi

Operasi pembangkitan, baik dalam sistem interkoneksi maupun sistem yang terisolir, memerlukan perencanaan pembangkitan terlebih dahulu yang diantaranya adalah :

- Perencanaan operasi unit-unit pembangkit
- Penyediaan bahan bakar
- Koordinasi pemeliharaan
- Penyediaan suku cadang
- Dan lain-lain

Sebagai langkah awal dari perencanaan pembangkitan diperlukan terlebih dahulu suatu perkiraan beban yang harus dilayani.

Dalam sistem interkoneksi, terdapat banyak pusat listrik dan gardu induk, dimana satu dengan yang lainnya dihubungkan oleh saluran transmisi. Setiap kejadian operasi di salah satu pusat listrik, gardu induk ataupun saluran transmisi dalam sistem interkoneksi akan mempengaruhi sistem secara keseluruhan. Oleh karena itu, harus ada koordinator operasi yang disebut pusat pengatur beban.

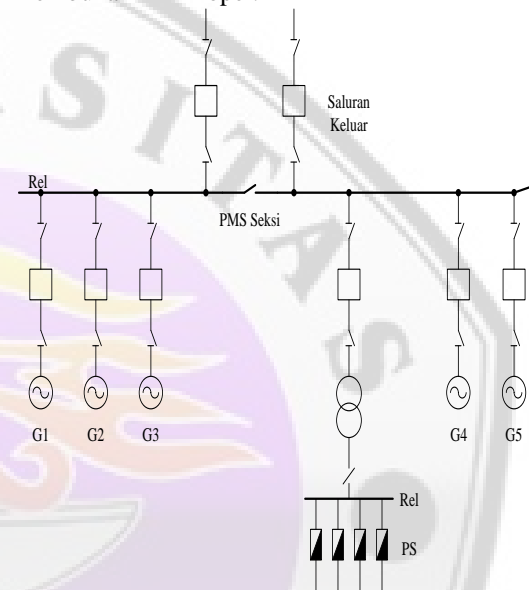
tindakan untuk mengatasi gangguan ataupun proses pemeliharaan diatur. Biasanya pengaturan pendistribusian energi listrik dapat dikontrol melalui rel-rel yang mengalirkan energi listrik pada sistem. Di mana jenis dari rel-rel tersebut sesuai dengan kegunaan dan keandalannya masing-masing dapat dibagi dalam beberapa jenis, yaitu :

a. Rel Tunggal

Ini adalah susunan rel yang paling sederhana dan yang paling murah. Keandalan serta fleksibilitas operasinya pun sangat terbatas. Perhatikan gambar 3.2, apabila ada kerusakan di rel, maka seluruh pusat listrik harus dipadamkan untuk melakukan perbaikan. Oleh sebab itu, rel tunggal sebaiknya digunakan pada pusat listrik yang tidak terlalu vital peranannya dalam sebuah sistem interkoneksi

b. Rel Ganda

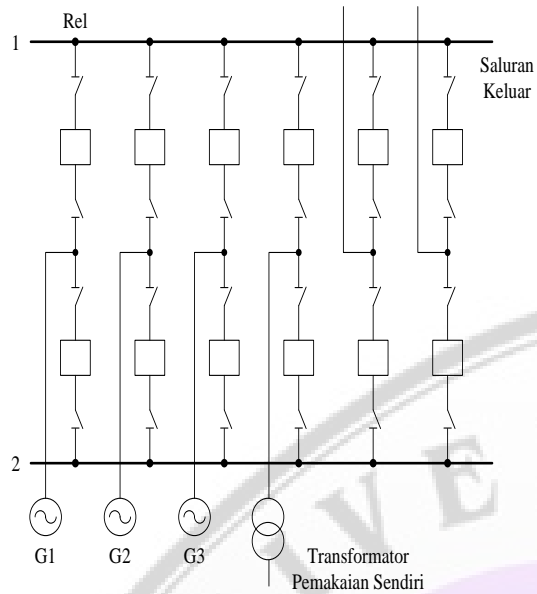
Rel ganda yang diperlihatkan pada gambar 3.3 adalah rel ganda dengan satu PMT, selanjutnya hubungan ke rel 1 atau rel 2 dilakukan melalui PMS. Rel ganda pada umumnya dilengkapi dengan PMT beserta PMS-nya yang berfungsi untuk menghubungkan rel 1 dan rel 2 seperti ditunjukkan oleh gambar 3.3. PMT ini disebut sebagai PMT kopel. Dengan rel ganda, sebagian ke rel 1 dan sebagian lagi ke rel 2. Kedua rel tersebut dapat dihubungkan paralel atau terpisah dengan cara menutup atau membuka PMT Kopel.



Gambar 3.2 Rel Tunggal

c. Rel Ganda dengan Dua PMT

Rel ganda dengan dua PMT ini sama dengan rel ganda dengan satu PMT, hanya saja di sini semua unsur dapat dihubungkan ke rel 1 atau rel 2 atau kedua-duanya melalui PMT sehingga fleksibilitas manuver menjadi lebih baik (lihat gambar 3.4 di bawah ini). Pemindahan beban dari rel 1 ke rel 2 dapat dilakukan tanpa pemadaman, tidak seperti rel ganda dengan satu PMT, seperti diuraikan pada butir b di atas. Hal ini terjadi karena dengan adanya 2 buah PMT (masing-masing satu PMT untuk setiap rel) pemindahan beban dilakukan dengan menutup terlebih dahulu PMT rel yang dituju, kemudian membuka PMT rel yang ditinggalkan. Sebelum melakukan manuver ini harus diyakini terlebih dahulu bahwa rel 1 dan rel 2 tegangannya sama, baik besarnya maupun fasanya.

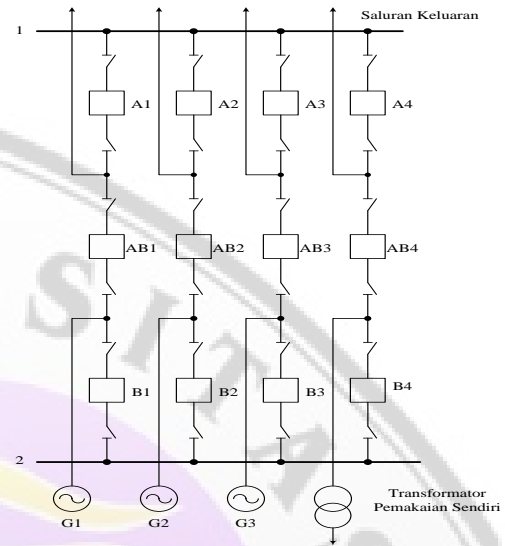


Gambar 3.4 Rel Ganda dengan 2 PMT

d. Rel dengan PMT 1 ½

Pada dasarnya rel dengan PMT 1 ½ adalah rel ganda dengan 3 buah PMT diantara dua rel tersebut. Jika rel-rel ini diberi identifikasi sebagai rel A dan rel B, maka PMT yang dekat dengan rel A diberi identifikasi sebagai PMT A1,

PMT A2, dan seterusnya. Sedangkan yang dekat dengan rel B diberi identifikasi sebagai PMT B1, PMT B2 dan seterusnya. PMT yang ditengah disebut PMT diameter dan diberi identifikasi sebagai PMT AB1, PMT AB2 dan seterusnya.



Gambar 3.5 Rel Ganda dengan PMT 1 ½

3.2 Perkiraan Beban

Energi listrik yang dibangkitkan (dihasilkan) tidak dapat disimpan, melainkan langsung habis

digunakan oleh konsumen. Oleh karena itu, daya yang dibangkitkan harus selalu sama dengan daya yang dibutuhkan oleh konsumen. Apabila pembangkitan daya tidak mencukupi kebutuhan konsumen, maka hal ini akan ditandai oleh turunnya frekuensi dalam sistem. Sebaliknya, apabila pembangkitan daya lebih besar daripada kebutuhan konsumen, maka frekuensi akan naik. Penyedia tenaga listrik, misalnya PLN, harus menyediakan tenaga listrik dengan frekuensi yang konstan, yaitu : 50 Hertz atau 60 Hertz dalam batas-batas penyimpangan yang diizinkan.

3.3 Koordinasi Pemeliharaan

Dalam sistem interkoneksi, banyak sekali terdapat berbagai jenis pembangkit dan juga peralatan transmisi, seperti transformator dan pemutus tenaga (PMT). Semua unit pembangkit dan peralatan ini memerlukan pemeliharaan dengan mengacu pada petunjuk pabrik. Tujuan daripada pemeliharaan unit pembangkitan dan juga peralatan transmisi ini adalah untuk mempertahankan efisiensi, umur ekonomis serta keandalannya. Di lain pihak, proses pemeliharaan unit pembangkit ini akan mengurangi kemampuan pembangkitan sistem. Hal ini disebabkan pada saat proses pemeliharaan berlangsung, unit pembangkit tersebut tidak dapat beroperasi. Oleh karena itu, proses pemeliharaan unit-unit pembangkit harus dikoordinasikan agar petunjuk pemeliharaan pabrik dipenuhi namun daya pembangkitan sistem yang tersedia masih cukup untuk memenuhi kebutuhan yang diperkirakan. Tabel 3.1 menggambarkan neraca daya dari sebuah sistem interkoneksi untuk bulan Januari sampai dengan Maret yang terdiri dari :

PLTA dengan 4 unit :

- unit 1 dan unit 2 sama, masing-masing 100 MW
- unit 3 dan unit 4 sama, masing-masing 150 MW

PLTU dengan 4 unit :

- unit 1 dan unit 2 sama, masing-masing 300 MW
- unit 3 dan unit 4 sama, masing-masing 500 MW

PLTG dengan 5 unit yang sama, masing-masing 100 MW

Unit Pembangkit	Jadwal pemeliharaan			Macam pekerjaan/ keterangan
	Januari	Februari	Maret	
PLTA				
Unit 1 : 100 MW	100	100	100	
Unit 2 : 100 MW	100	100	100	
Unit 3 : 150 MW	150	150	150	
Unit 4 : 150 MW	150	150	x	Overhaul Setelah Operasi 40000 jam
PLTU				
Unit 1 : 300 MW	300	300	300	
Unit 2 : 300 MW	300	300	300	
Unit 3 : 500 MW	500	500	500	
Unit 4 : 500 MW	x	500	500	Overhaul Setelah Operasi 10000 jam
PLTG				
Unit 1 : 100 MW	100	x	100	Inspeksi Setelah Operasi 5000 jam
Unit 2 : 100 MW	100	100	100	
Unit 3 : 100 MW	100	x	100	Perbaikan Sudu Jalan
Unit 4 : 100 MW	100	100	100	
Unit 5 : 100 MW	x	x	100	Mulai Operasi Maret
Daya Terpasang (MW)	2500	2500	2600	
Daya Tersedia (MW)	2000	2300	2450	
Beban Puncak (MW)	1910	1920	1930	
Cadangan (MW)	90	380	520	

Tabel 3.1 Contoh Neraca Daya Sebuah Sistem

3.4 Faktor-faktor dalam Pembangkitan

3.4.1 Faktor Beban

Faktor beban adalah perbandingan antara besarnya beban rata-rata untuk suatu selang waktu (misalnya satu hari atau satu bulan) terhadap beban puncak tertinggi dalam selang waktu yang sama. Sedangkan beban rata-rata untuk suatu selang waktu adalah jumlah produksi kWh dalam selang waktu tersebut dibagi dengan jumlah jam dari selang waktu tersebut. Dari uraian di atas didapat :

$$\text{Faktor Pembangkitan} = \frac{\text{Beban rata - rata}}{\text{Beban Puncak}} \quad (3.1)$$

3.4.2 Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas sebuah unit pembangkit atau pusat listrik menggambarkan seberapa besar sebuah unit pembangkit atau pusat listrik tersebut dimanfaatkan. Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) didefinisikan sebagai :

$$\text{Faktor Kapasitas} = \frac{\text{Produksi Satu Tahun}}{\text{Daya Terpasang} \times 8760} \quad (3.2)$$

3.4.3 Faktor Utilisasi (Penggunaan)

Faktor utilisasi pada dasarnya sama dengan faktor kapasitas, tetapi disini menyangkut daya. Faktor utilisasi sebuah alat dapat didefinisikan sebagai :

$$\text{Faktor Utilitas} = \frac{\text{Beban Alat yang Tertinggi}}{\text{Kemampuan Alat}} \quad (3.3)$$

3.4.4 Forced Outage Rate (FOR)

Forced Outage Rate adalah sebuah faktor yang menggambarkan sering tidaknya sebuah unit pembangkit dalam satu tahun (8760 jam). Forced Outage Rate (FOR) dapat didefinisikan sebagai :

$$\text{FOR} = \frac{\sum \text{Jam Gangguan Unit}}{\sum \text{Jam Operasi Unit} + \sum \text{Jam Gangguan Unit}} \quad (3.4)$$

3.5 Keandalan Pembangkit

Telah disebut diatas bahwa FOR adalah suatu faktor yang menggambarkan keandalan suatu unit pembangkit. Dalam sistem

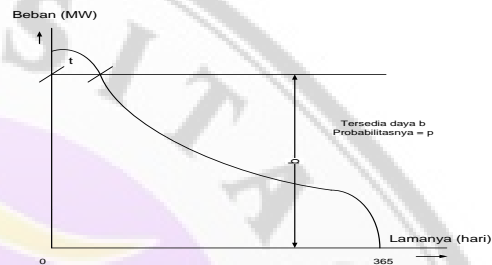
interkoneksi yang terdiri dari banyak unit pembangkit, maka keandalan unit-unit pembangkit yang beroperasi dibandingkan dengan beban yang harus dilayani menggambarkan keandalan sistem tersebut.

$$\text{LOLP} = p \times t \quad (3.4)$$

dimana :

p menggambarkan probabilitas sistem dapat menyediakan daya sebesar b.

t menggambarkan lamanya garis tersedianya daya sebesar b memotong kurva lama beban dari sistem.



Gambar 3.6 Penggambaran Lost Of Load Probability

3.6 Efisiensi

Dalam penulisan ini kita dapat mengambil contoh dari sebuah PLTU berkapasitas 400 MW yang menggunakan bahan bakar batubara dengan karakteristik efisiensi sebagai berikut :

Tabel 3.2 Karakteristik PLTU Berkapasitas 400 MW

Beban (MW)	240	260	280	300	320	340	360	380	400
Efisiensi (%)	32,9	33,8	34,8	35,4	36,0	35,8	35,5	35,2	35,0

Tabel 3.3 Hasil Perhitungan Biaya Bahan Bakar

Beban (MW)	240	260	280	300	320	340	360	380	400
Kp. jam (juta)	20,37	21,48	22,47	23,66	24,82	26,52	28,32	30,15	31,91

Dari angka ini terlihat pentingnya kita menjaga efisiensi sebuah unit pembangkit PLTU, terutama yang berkapasitas besar. Salah satu

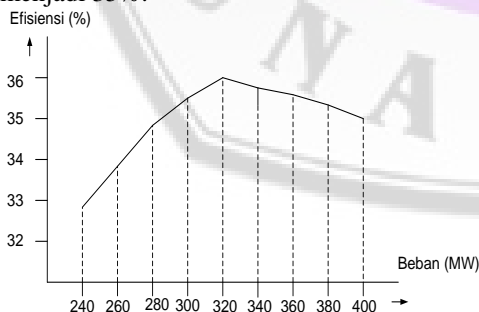
tindakan yang harus dilakukan untuk menjaga efisiensi unit pembangkit PLTU, adalah mengawasi bentuk lidah api yang terjadi dalam ruang bakar ketel uap, karena dari analisis bentuk lidah api ini kita bisa mengetahui hal-hal yang kurang sempurna dalam proses pembakaran yang sangat mempengaruhi efisiensi unit pembangkit PLTU.

4. PENUTUP

4.1 Kesimpulan

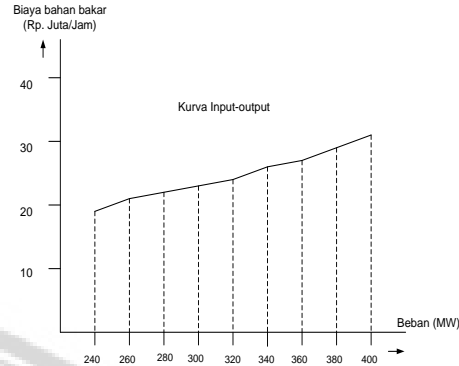
Dari penelitian yang telah dilakukan pada PLTU Batubara (Suralaya dan Paiton), penulis dapat mengambil kesimpulan, yaitu :

- Besarnya efisiensi dan biaya produksi dari nilai pembebanan dipengaruhi oleh waktu yang dibebankan pada PLTU. Apabila waktu pembebanan yang dilakukan terhadap PLTU lebih lama (lihat gambar 4.1), maka nilai efisiensi dari PLTU tersebut akan meningkat. Namun apabila terjadi perubahan nilai pembebanan dengan jangka waktu yang lebih pendek dari sebelumnya, maka nilai efisiensi dari PLTU tersebut akan menurun. Seperti pada beban 260 MW dengan efisiensi 33,8% beroperasi selama 8 jam, kemudian pada beban 320 MW yang beroperasi selama 12 jam efisiensi naik menjadi 36% dan pada beban 400 MW yang beroperasi selama 4 jam, efisiensi turun menjadi 35%.



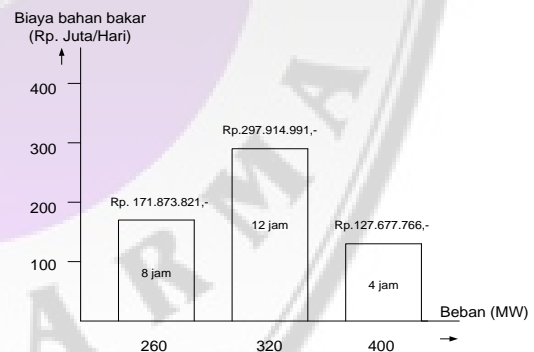
Gambar 4.1 Kurva Efisiensi

- Pada PLTU Batubara, masing-masing dari nilai pembebanannya memiliki nilai efisiensi sendiri-sendiri. Hal ini memang



Gambar 3.7 Kurva Input-output

mempengaruhi kinerja dan juga biaya operasional pembangkitan, namun selain nilai pembebanan dan efisiensinya, lama pembebanan juga berpengaruh pada biaya pembangkitan (lihat gambar 4.2). Seperti pada beban 260 MW, biaya per hari yang dikeluarkan adalah sebesar Rp. 171.873.821,- per hari dan pada beban 320 MW naik menjadi sebesar Rp. 297.914.991,- per hari, sedangkan untuk beban 400 MW biaya hanya sebesar Rp. 127.677.766,- per hari, hal ini dikarenakan lamanya pembebanan hanya selama 4 jam, berbeda dengan beban 260 MW yang beroperasi selama 8 jam dan beban 320 MW yang beroperasi selama 12 jam.



Gambar 4.2 Kurva Pembebanan

4.2 Saran

Oleh karena mahalnya biaya bahan bakar yang digunakan, penulis berharap dapat dikembangkan pusat-pusat pembangkit energi listrik dengan menggunakan bahan bakar yang berasal dari sumber energi alternatif seperti kayu bakar, ampas tebu, alang-alang, batang jagung, kotoran hewan dan lain sebagainya.

DAFTAR PUSTAKA

1. A. Arismunandar, *Teknik Tegangan Tinggi*, cetakan ketiga, PT. Pradnya Paramita, Jakarta, 1973.
2. A. Arismunandar dan Kuwahara S., *Teknik Tenaga Listrik*, cetakan kedua, PT. Pradnya Paramita, Jakarta, 1973.
3. A. Arismunandar dan Kuwahara S., *Teknik Tenaga Listrik*, cetakan ketiga, PT. Pradnya Paramita, Jakarta, 1973.
4. Abdul Kadir, *Transformator*, PT. Elex Media Komputindo, Jakarta, 1977.
5. Bonggas. L. Tobing, *Peralatan Tegangan Tinggi*, PT. Gramedia Pustaka Utama, Jakarta, 2003
6. Djiteng Marsudi, *Pembangkitan Energi Listrik*, Penerbit Erlangga, Jakarta, 2005.
7. Hendrasno Triyogo, *Sistem Listrik PLTU*, Universitas Indonesia, Jakarta, 1983.
8. Team O&M Transmisi dan Gardu Induk PLN Pembangkit Jawa Barat dan Jakarta Raya, *Buku Petunjuk Operasi dan Pemeliharaan Transformator Tenaga*, cetakan pertama, Jakarta, 1981.
9. Internet, www.elektroindonesia.com